

8. Беспалько В.П. Образование и обучение с участием компьютеров (педагогика третьего тысячелетия). – М.: Московский психолого-социальный институт; Воронеж: МОДЭК, 2002. 352 с.
9. Беспалько В.П. Основы теории педагогических систем. – Воронеж: ВГУ, 1977. – 304 с.
10. Битянова М. Свободная деятельность / Психолог (приложение к газете «1 сентября»). – 2000. – № 47.
11. Бовин А.В. Новые функции КВТ // Информатика и образование. – 1997. – № 1. – С. 94-96.

УДК 621.313

FEATURES OF EXPLOITATION AND DIAGNOSTICS TURBO GENERATORS WHICH ARE ABLE TO WEAR

Pototskyi D.V.*Ukraine, Kharkiv**National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», graduate student***Shevchenko V.V.***Ukraine, Kharkiv**National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», assistant professor***Strokous A.V.***Ukraine, Kharkiv**National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», graduate student*

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ДИАГНОСТИКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ В СОСТОЯНИИ ИЗНОСА

Шевченко В. В.**Потоцкий Д. В.****Строкоус А. В.**

Аннотация

Рассмотрены вопросы особенностей эксплуатации, сервисного обслуживания и проведения диагностики турбогенераторов разных типов (классического и асинхронизированного), которые работают на блоках электростанций после окончания нормативного срока службы. Предложен вид технической диагностики, который позволит с наибольшей вероятностью определить фактическое состояние турбогенератора для установления возможности их дальнейшей эксплуатации. Выводы работы базируются на данных вибрационных испытаний действующих турбогенераторов. Проведено обоснование установки на блоках электростанций асинхронизированных турбогенераторов параллельно с синхронными турбогенераторами для повышения устойчивости их работы и энергосистемы в целом.

Abstract

The questions about of features exploitation, service and carrying out of diagnostics turbogenerators of different types (classic and asynchronized) which work on power plants blocks after the end of their normative life were considered. Kind of technical diagnostics is proposed, which allows most likely to determine the actual condition of the turbogenerator to determine the possibility of their further exploitation. Conclusions of the work based on the vibration test of data of the turbogenerator with excess-of-life. Substantiation of necessity installation on power units of asynchronous turbogenerators in parallel with synchronous turbogenerators was conducted. This will increase stability of operation turbogenerators and power system as a whole.

Key words: electrical machines, turbogenerators, ASTG, wear, diagnostics

Ключевые слова: электрические машины, турбогенераторы, АСТГ, износ, диагностика

Введение

Энергетическая независимость любой страны определяется уровнем развития электроэнергетики, ее надежностью и продуктивностью. Последнее в полной мере зависит от технического уровня национального турбогенераторостроения, от соответствия турбогенераторов (ТГ) мировым стандартам. В настоящее время в национальной энергетике стоит вопрос не просто обеспечения достаточной надежности и безопасности электрооборудования (ЭО) электростанций, а технической возможности его эксплуатации. Установленное ЭО на ТЭС и АЭС отработало свой ресурс и требует немедленной замены, [1]. Но экономическое положение в

Украине, как и во всем мире, высокая стоимость электроэнергетического оборудования делает невозможным такую замену. Так, по технико-экономическим оценкам полная модернизация одного энергоблока АЭС с заменой установленного турбогенератора мощностью 1000 МВт, оценивается в 130–150 млн. дол., [1]. Поэтому в Украине возможны (и ведутся) только частичные работы по модернизации ЭО блоков электростанций, ТГ и их отдельных элементов без проведения полной замены.

При проведении работ по модернизации ТГ необходимо одновременно увеличивать их мощность путем внедрения новых технических и конструктивных решений, что соответствует мировым

тенденциям совершенствования устаревшего ЭО электростанций. Повышение мощности ТГ должно осуществляться с обязательным сохранением установочных и присоединительных размеров для сохранения существующих фундаментов, а также использования без изменения всех вспомогательных систем (системы подачи охлаждающих сред, маслосистемы, системы возбуждения и т.д.).

Отечественная и зарубежная практика показывает, что фактический срок службы ТГ существенно превышает паспортное время. Возможность такой продолжительной эксплуатации ТГ в национальной электроэнергетике определяется особенностями проектирования и изготовления ЭО в советский период: применение *service-factor*-а и 5-6 кратных запасов по механической надежности, [1]. Но оборудование, даже при таком запасе, имеет временной предел эксплуатации. Из-за необходимости продления времени эксплуатации ТГ необходимо обеспечить усиленный, постоянный контроль технического состояния ТГ, которые отработали свой ресурс, с целью предотвращения развития явных и скрытых дефектов, выбора оптимальных режимов их работы. Такая задача не может быть решена путем проведения типовых профилактических испытаний, определяемых основным отраслевым документом (ГОСТ 27.002-89), [2], который используется при оценке состояния ТГ. Он ориентирован лишь на получение ответа: находится ли ТГ в данный момент в работоспособном состоянии, т.е. соответствует ли он требованиям этого документа.

Точного метода оценки остаточного ресурса ТГ в настоящее время не существует. Результаты обследований, экспериментально полученные на блоках электростанций при обслуживании и ремонтах ТГ, которые были изготовлены на ГП «Завод «Электротяжмаш» (Украина, г. Харьков), позволяют утверждать, что наиболее точные данные могут быть получены при использовании комплексного обследования ТГ с организацией *on-line* диагностики особо важных узлов. Этот метод, с применением экспертных оценок специалистов, дает наиболее достоверную, хотя и вероятностную, оценку остаточного ресурса конкретного ТГ, [3]. Для обоснования принятия окончательных решений о выводе агрегата в ремонт, о необходимых объемах ремонта или о возможности дальнейшей эксплуатации без вмешательства ремонтных бригад, необходимо, кроме определения узла с наименьшим остаточным ресурсом, знать остаточный ресурс всех узлов и систем. Такая оценка, как указывалось выше, имеет вероятностный характер, поэтому для получения более точной оценки необходимо обеспечить подтверждение наличия предполагаемых дефектов несколькими методами, что также возможно только в рамках комплексного обследования.

Данные исследований. При комплексном обследовании следует использовать максимально возможный набор методов и средств, позволяющих оценить степень износа и остаточный ресурс с

наибольшей вероятностью. Сначала при комплексном обследовании определяется техническое состояние ТГ, которое, согласно [2], может быть исправным, работоспособным, неисправным, неработоспособным и предельным. Затем определяется вероятностная оценка остаточного ресурса работоспособности ТГ способами комплексного обследования, не установленными нормативно-технической документацией.

Основной признак комплексности – это максимальная, исходя из имеющихся средств, оценка свойств и характеристик контролируемого объекта путем использования дополняющих, уточняющих, взаимно подтверждающих средств и методов. Установлено, что ресурс ТГ на момент обследования определяется работоспособностью узла, который имеет наименьший остаточный ресурс, что может быть определено только комплексным обследованием. Данные типовых профилактических испытаний не всегда позволяют выявить имеющиеся на момент обследования дефекты. Наибольшая эффективность обследования будет получена при наличии развитой системы контроля технического состояния ТГ, которая позволит получать максимум информации о его техническом состоянии при минимальном вмешательстве в процесс эксплуатации, что обеспечивает только комплексное обследование.

Методы и средства, применяемые при каждом комплексном обследовании, будут определяться конструктивными особенностями ТГ, объемами и способами обследования, поставленными задачами, историей эксплуатации и проводимых ремонтов. Существующие диагностические методы и технологии позволяют осуществлять обследование ТГ и его узлов в период эксплуатации (режим *on-line*), при проведении ремонтов с выводом ротора из статора или без разбора машины. В настоящее время при сервисном обслуживании ТГ производства ГП «Завод «Электротяжмаш» (г. Харьков, Украина) проводят испытания по программе комплексного обследования, [4], табл. 1.

Для подтверждения эффективности программы практического обследования, которая в настоящее время расширена и получила название комплексной, можно привести пример. По графику программы планово-предупредительных ремонтов, в 2003 г. на Змиевской ТЭС, [3], готовили к перемотке статор турбогенератора ТГВ - 200 - 2У3. Основаниями для выполнения замены обмотки статора были фактический срок службы статора и данные о сроках замены обмотки других статоров такого же типа. В результате дополнительных обследований, проведенных по программе комплекса диагностических работ, с привлечением экспертных возможностей завода-изготовителя, было сделано заключение о нецелесообразности замены обмотки. Также были выработаны рекомендации по поддержанию работоспособности ТГ при дальнейшей эксплуатации. Остаточный ресурс статора был оценен на срок не менее 6 лет, а запланированная перемотка была отменена. Статор после этого безаварийно проработал 11 лет, а приготовленный к

перемотке комплект новой обмотки был использован для перемотки другого статора, который действительно нуждался в замене обмотки.

Задача продления срока службы и обеспечения надежности ТГ решается путем своевременного

выявления и устранения дефектов, не давая им развиться до такой степени, при которой последует аварийное отключение или необратимое разрушение.

Таблица 1

Программа проведения комплексного обследования ТГ на блоке ТЭС

Вид ремонта	Выполняемые исследования	Примечания
На работающем генераторе (режим on-line)	Данные вибрационных датчиков для оценки механического состояния и стабильности электромагнитных процессов в ТГ.	после предварительной обработки данных из ремонтной и эксплуатационной документации, оценке технического состояния узлов, систем и элементов ТГ
	Анализ включений в охлаждающем газе (водород, воздух) для определения по составу микрочастиц, какие узлы и детали имеют износ и какая степень дефектов.	
	Анализ показаний датчиков тепла с последующей обработкой по программе расширенных тепловых испытаний с использованием компьютерных программ	
Исследование статора при выведенном роторе на остановленном для капитального ремонта ТГ	Эндоскопический осмотр статора и трубок охладителей.	
	Установление скрытых дефектов изоляции лобовых частей обмотки статора путем отбора информационно-содержательных продуктов износа и/или излома.	с помощью испытательной установки КВИС-40
	Оценка степени коронирования обмотки статора.	с использованием оптико-электронных приборов
	Анализ данных вибрации тяжких призм сердечника статора.	
	Ультразвуковой контроль плотности локальных зон сердечника, имеющих признаки ослабления или распушивания.	
	Тепловизионная оценка состояния шихтованного сердечника статора, правильности показаний и маркировки его термодатчиков.	по величине потерь в стали при индукционном нагреве
Исследование ротора, выведенного из статора	Эндоскопический осмотр лобовых частей обмотки.	
	Осмотр «бочки» ротора с целью выявления подгаров, сколов и других дефектов	
	Эндоскопический осмотр вентиляционных каналов пазовой части обмоток в машинах с непосредственным газовым охлаждением и гидравлических каналов обмоток ротора с непосредственным водяным охлаждением.	
	Контроль состояния поверхностей ротора с использованием магнитопорошкового или капиллярного методов, измерение твердости вала ротора.	способом вдавливания по Бринеллю

Наряду с устранением выявленных дефектов, эффективным способом сохранения работоспособности является выполнение работ по замедлению или прекращению развития выявленного дефекта, что также оказывает косвенное влияние на обнаружение скрытых дефектов. В публикациях последних лет, [5], используется название "управление развитием дефекта" для обозначения такого способа сохранения ресурса работоспособности. Управление развитием дефекта - обеспечение режимов функционирования ТГ, при которых дефект не развивается или развивается с минимальной скоростью. Для этого, используя данные исследований и существующие диагностические методики, следует выявлять причины и механизмы развития дефекта, затем создавать модель его развития и разрабатывать алгоритм управления развитием. Такая система должна включать:

- специализированные бригады, укомплектованные высококвалифицированными специалистами, работающими на постоянной основе;
- парк высокотехнологичных современных приборов, развитую систему дистанционного мониторинга параметров работающих ТГ с возможностью архивирования данных мониторинга;
- отлаженную систему ведения ремонтной и эксплуатационной документации о работе ТГ, постоянно совершенствуемую методическую базу;
- проводить регулярную работу по дооснащению новыми эффективными средствами диагностики турбогенераторов.

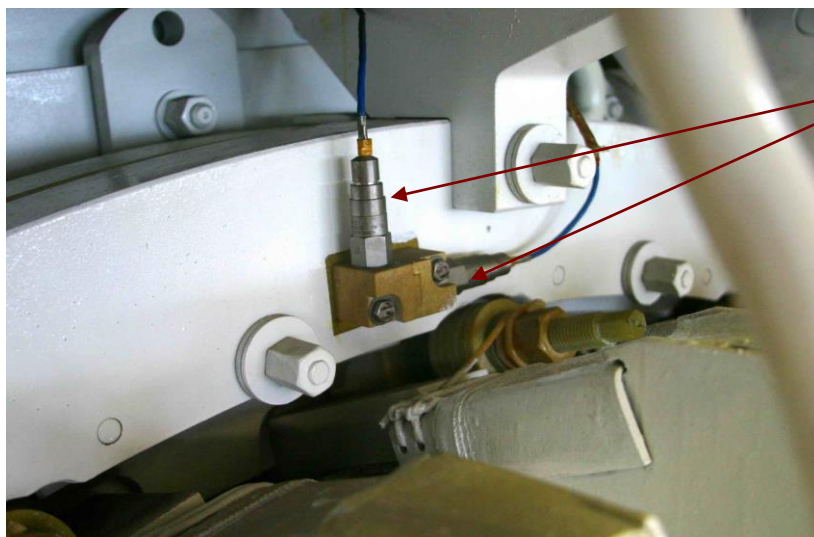
Полученные в результате комплексного обследования данные о состоянии всех узлов ТГ являются необходимой отправной информацией для принятия решений о целесообразности их восстановления или замены. При этом один узел является таким, замена которого равнозначна замене ТГ в

целом. Этот узел – сердечник статора. Именно по состоянию статора делается вывод о состоянии всего ТГ: о возможности проведения восстановительных работ или о необходимости его замены. По данным исследований, среди наиболее часто встречающихся причин отказов турбоагрегатов следует отметить отказы из-за дефектов статоров двухполюсных ТГ (ТГВ-200-2, ТГВ-300-2, ТВВ-1000-2), [4]. При этом причинами отказов являлись факторы, которые в начале эксплуатации ТГ себя практически не проявляли. Однако все он сопровождался повышенной вибрацией статора и элементов его торцевой зоны. Стандартные нормативные методы контроля состояния сердечника статора сводятся, в основном, к контролю качества межлистовой изоляции и определению удельных потерь в сердечнике. Регламентированные нормы измерения вибрации сердечника и корпуса статора предусматриваются лишь «при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов» и «при обнаружении неудовлетворительного состояния стальных конструкций статора», [2]. В регламентированных методах контроля состояния ТГ не предусмотрен контроль механических свойств сердечника статора. Оценка выполняется по косвенным признакам: появление распушивания листов

сердечника, ослабление прессовки и выкрашивание отдельных элементов пакета.

Данные исследований состояния ТГ на блоках станций позволяют сделать вывод, что состояние и работоспособность сердечника статора во многом определяется правильным расчетом и качеством опрессовки сердечника. Именно это является необходимым условием длительного сохранения качества межлистовой изоляции и предупреждением выкрашивания листов активной стали от возникшей в эксплуатации вибрации, [4]. С течением времени, под воздействием эксплуатационных нагрузок происходит уменьшение сжатия сердечника. Это ведет к снижению его работоспособности и является потенциальной причиной аварийных повреждений статора и, следовательно, основным фактором, ограничивающим срок службы ТГ. Поэтому необходимо внедрение дополнительных методов контроля и оценки состояния сердечника по данным вибрационных датчиков, полученных, как на работающих ТГ, так и во время проведения их ремонтов, рис. 1.

«Вибрационные» методы позволяют выявлять признаки ухудшения состояния сердечника статора на ранней стадии появления дефектов, а также состояние всего ТГ, [5].



Установка
вибро-датчиков

Рисунок 1 – Дополнительная установка вибрационных датчиков в торцевой зоне сердечника турбогенератора

Работы по совершенствованию конструкции, повышению качества и экономичности ТГ в условиях усиления конкурентной борьбы за право поставки энергетического оборудования на мировой рынок, существенно повышают требования к эксплуатационным показателям ТГ. В первую очередь это относится к увеличению гарантированных безаварийных сроков службы и межремонтных периодов, повышению требований к коэффициенту готовности, маневренности, запасам мощности, обеспечению безаварийной работы ТГ в режимах с потреблением реактивной мощности, снижению расходов на обслуживание и ремонты, обеспечению высокой надежности, повышению долговечности отдельных узлов и деталей. Последнее обеспе-

чивается за счет оптимизации регламента проведения ремонтов, их индустриализации и совершенствования технологий выполнения.

Современные ТГ работают в энергосистемах в сложных условиях: при пониженных частоте и напряжении, при систематических пусках и остановках, периодическим динамическим воздействиям (крутильные колебания, ударные токи, неточная синхронизация и др.). Добавились требования по обеспечению устойчивой работы ТГ в режимах недовозбуждения, в несимметричных и динамических режимах, по поддержанию нормативных значений напряжения и частоты в электрических сетях высокого напряжения.

Полная мощность, определяющая расчетные токи и рабочие напряжения, включает активную и

неактивную составляющие (реактивная мощность, мощность искажения и несимметрии). Реактивный ток дополнительно загружает высоковольтные линии и трансформаторы, что приводит к увеличению потерь, влияет на уровни напряжения у потребителя. Мощность искажения приводит к несинусоидальности напряжения, которая также оказывает отрицательное влияние на питающую электрическую сеть: появляются дополнительные потери в сетях, электрических машинах и трансформаторах, сокращается срок службы изоляции кабелей и оборудования, конденсаторные батареи работают с перегрузкой, появляются помехи в устройствах автоматики и связи, резонансные перенапряжения в электрических сетях. Длительное повышение напряжения сверх допустимого приводит к преждевременному износу изоляции электротехнического оборудования, к сокращению срока его службы.

Проблемы повышения напряжения в линиях электропередач обострились из-за общего снижения величины электропотребления и, как следствие, избыточной генерацией реактивной мощности малонагруженными ЛЭП 220-750 кВ, недостаточностью средств ее компенсации. Расчет средств компенсации необходимо проводить для номинальных режимов сети, при проведении ремонтов с отключением нескольких линий, наиболее значительно влияющих на режим работы (наиболее нагруженных при номинальном режиме), в режимах дневных пиков и ночных провалов потребления электроэнергии. В качестве компенсаторов используют трехфазные шунтирующие реакторы, батареи конденсаторов, мощные трансформаторы и трансформаторы с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, ТГ ближайших электростанций, собственно синхронные компенсаторы, линии электропередач, крупные синхронные двигатели.

Эти способы в настоящее время только частично решают проблему. Обычно достаточность выбранных средств компенсации проверяется только в тех расчетных схемах, режимах и при таких расчетных видах возмущений, [6,7], при которых устойчивость должна сохраняться без применения управляющих воздействий от противоаварийной автоматики. При использовании компенсаторов расчет генерируемых ими высших гармоник тока следует производить с такими углами управления, при которых значение тока каждой гармоники максимально, чтобы исключить возникновение резонансных повышений напряжения на оборудовании. При выборе уровня компенсации в линиях напряжением 330-500 кВ необходимо обеспечить степень компенсации зарядной мощности линий не менее 80-100%, в линиях на 750 кВ - не менее 100-110%, [8]. Для этого реакторы следует равномерно распределять вдоль линий электропередач 220-750 кВ. В узлах примыкания сети к электростанциям должна быть обеспечена компенсация зарядной мощности с учетом примерно половины длины всех примыкающих линий, с учетом ограни-

чений по реактивной мощности генераторов и потребления реактивной мощности ЭО собственных нужд.

Несколько снизить уровни напряжения при «провале нагрузки» позволит перевод ТГ в режим недовозбуждения с потреблением избыточной реактивной мощности из сети. Однако это приводит к ускоренному износу ТГ, к их аварийным отключениям из-за разрушения торцевых зон активной зоны статоров, т.к. серийные ТГ не рассчитаны на эти режимы, [5,7]. Низкая маневренность ТГ, особенно с завершающим сроком эксплуатации, не позволяет оперативно управлять напряжением энергосистемы. Для решения этой задачи требуется применение современных устройств управления балансом мощностей. Можно считать, что наиболее эффективным способом решения проблемы поддержания частоты и напряжения в сети является применение ТГ асинхронизированного типа (АСТГ), которые обладают большими пределами устойчивости в режимах глубокого потребления реактивной мощности. Фактически они являются единственными действенными системами, обеспечивающими баланс активной и реактивной мощности в энергосистеме Украины.

Необходимость применения АСТГ появилась в конце 20-го столетия, когда, в результате спада промышленного производства, снизилась активная мощность, передаваемая по линиям электропередач. При параллельной работе с синхронными турбогенераторами АСТГ обеспечивает повышение пределов их динамической устойчивости за счет обеспечения возможности перевода ТГ в зону с большей выдчей реактивной мощности (с номинальным $\cos\varphi_{ном}$), а также за счет более быстрого восстановления напряжения на шинах станции.

Система автоматического регулирования возбуждения (АРВ) АСТГ позволяет регулировать напряжение возбуждения по двум независимыми каналами, что позволяет независимо регулировать электромагнитный момент и напряжение. При этом можно управлять не только величиной, но и пространственной фазой напряжения возбуждения, независимого от угла поворота ротора генератора. Сигналы этих каналов являются ортогональными составляющими вектора сигнала управления, который формируется в синхронной системе координат и далее, при помощи преобразователя координат, преобразуется в сигналы по осям обмоток возбуждения (d и q).

В канале регулирования электромагнитного момента используются обратные связи по углу поворота ротора (δ), по скольжению (s) и отклонению активной мощности. Этот канал обеспечивает также выравнивание токов обмоток возбуждения в установившихся режимах. Рабочее скольжение ТГ в установившемся режиме равно нулю. В переходных режимах скольжение отлично от нуля, и, согласно принятому закону регулирования, система возбуждения создает составляющую электромагнитного момента, улучшающая динамические характеристики ТГ.

В канале регулирования напряжения формируется сигнал для управления реактивной мощностью или напряжением генератора. Таким образом, АРВ позволяет осуществлять раздельное управление электромагнитным моментом и напряжением в установившихся и переходных режимах. Вследствие независимости регулирования по каналам, процесс регулирования напряжения не влияет на электромагнитный момент, скольжение, угловое положение ротора, поэтому статическая устойчивость определяется устойчивостью электромеханических процессов. Необходимый запас статической устойчивости обеспечивается в области, которая ограничивается только допустимыми токами обмоток статора и ротора. Регулирование реактивной мощности в АСТГ осуществляется электромагнитным путем, а в ТГ - это электромеханический процесс, поэтому регулирование напряжения в АСТГ происходит быстрее. В динамических режимах, связанных с авариями в энергосистеме, преимущества АСТГ перед ТГ определяются возможностью

управления углами нагрузки независимо от угла поворота ротора, который, при необходимости, отслеживает и обеспечивает АРВ, [10].

Параллельная установка на блоке АСТГ позволяет исключить необходимость работы ТГ в режимах недовозбуждения, повышая тем самым их надежность и долговечность. Снижения числа, или даже исключение, повторных пусков энергоблоков после срабатывания противоаварийной автоматики обеспечивает экономию топлива. ТГ будут работать с более высоким КПД, с номинальным $\cos\varphi_{\text{ном}}$, в пределах заданного срока эксплуатации, с расширением диапазона регулирования напряжения. Этим обуславливается технико-экономическая заинтересованность электростанций в использовании АСТГ.

Кроме того, АСТГ может работать в асинхронном режиме без возбуждения, с потреблением реактивной мощности, уровень потребления которой соответствует асинхронной характеристике генератора, (рис. 2, график 3).

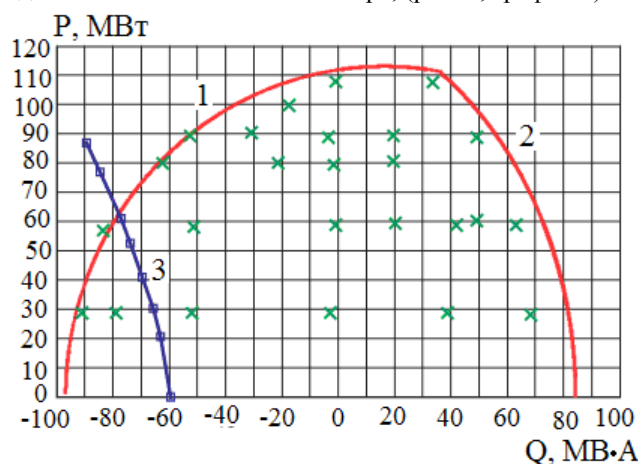


Рисунок 2 – Область допустимых режимов работы генератора ТЗФА-110-2УЗ

1 - ограничение по номинальному току статора; 2 - ограничение по номинальному току ротора; 3 - асинхронная характеристика;
x - результаты, полученные при испытаниях

Благодаря таким возможностям, при включении АСТГ на одни шины с ТГ при аварийных возмущениях в сетях из-за изменения углов внутренних ЭДС возникает уравнительный переток мощности. Эта мощность оказывает на ТГ тормозящее действие в первом периоде колебаний ротора, повышая тем самым его устойчивость, [8]. Диаграмма мощности АСТГ при заданном законе управления

не имеет ограничения по устойчивости, [9]. Допустимые режим работы ограничены только номинальным током обмотки возбуждения при генерировании реактивной мощности и номинальным током статора в режиме ее потребления. На диаграмме, рис. 3, приведены сравнительные характеристики ТГВ-200М-2УЗ и АСТГ 200-2УЗ.

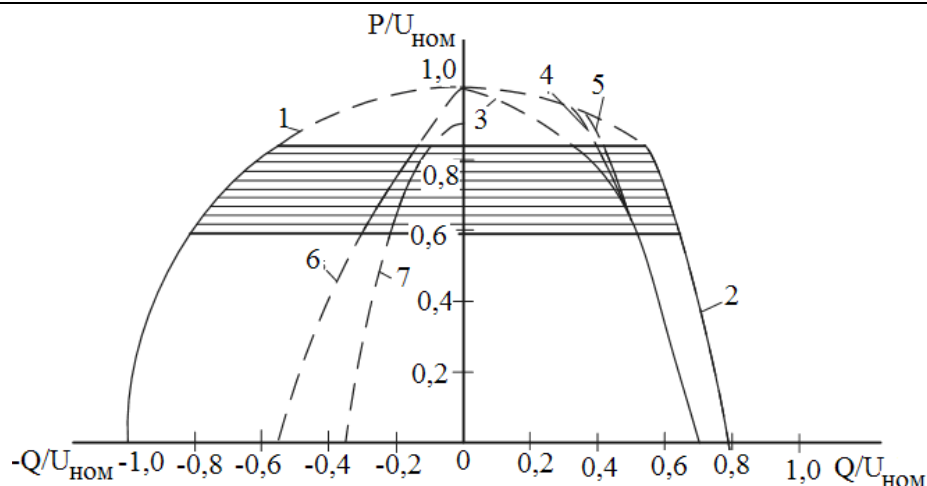


Рисунок 3 – Диаграмма допустимых режимов работы ТГВ 200М-2У3 и АСТГ 200-2У3

1 – ограничение по току статора; 2 – ограничение по току ротора ТГВ-200М; 3,4,5 – ограничения по току ротора АСТГ-200 для разных способов охлаждения; 6 – ограничение по устойчивости ТГВ-200М-2У3; 7 – ограничение, полученное по результату определения нагрева торцевых зон ТГВ-200М-2У3

Работа АСТГ в асинхронном режиме позволяет проводить профилактические работы и ремонты системы возбуждения без остановки генератора, увеличивать срок ее службы. При работе АСТГ в режимах недовозбуждения (потребления реактивной мощности из сети) на шинах собственных нужд блоков станции достигается снижение напряжения в допустимых пределах ($\pm 10\% U_{НОМ}$)

при соответствующем регулировании напряжения трансформатора собственных нужд под нагрузкой (РПН). При параллельной работе с синхронными турбогенераторами АСТГ обеспечивает повышение пределов динамической устойчивости СТГ за счет обеспечения возможности их перевода в зону с большей выдачей реактивной мощности, а также за счет более быстрого восстановления напряжения на шинах станции, рис. 4.

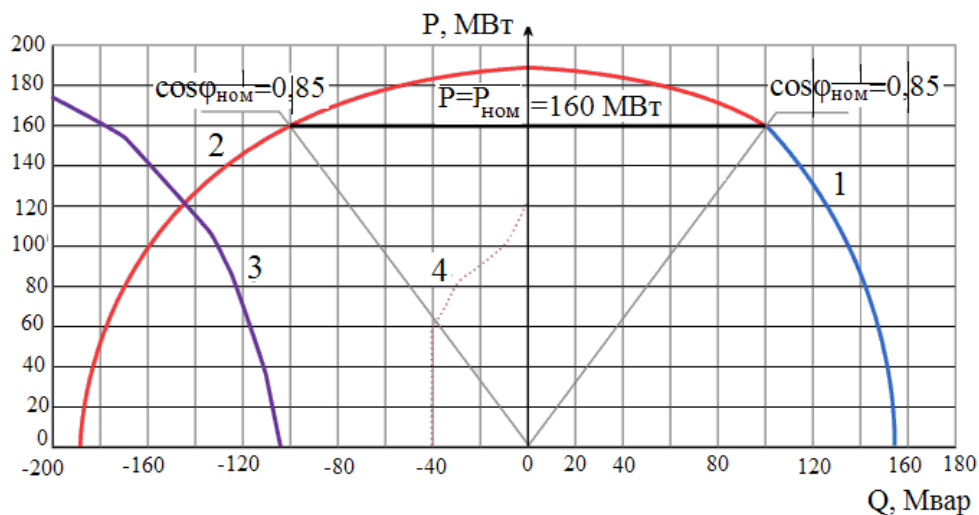


Рисунок 4 -Диаграмма допустимых режимов работы АСТГ ТЗФА-160-2У3

1 - ограничение по номинальному току возбуждения; 2 - ограничение по номинальному току статора; 3 – асинхронная характеристика; 4 – ограничение минимального возбуждения синхронного турбогенератора ТЗФА-160-2У3

Выводы:

1. Для повышения достоверности оценок состояния ТГ и его узлов необходимо совершенствовать существующие методы контроля, вести регулярный поиск, разработку и внедрение новых методов, внедрять непрерывную диагностику в режиме on-line.

2. Комплексный подход к обследованию ТГ позволяет с достаточной достоверностью выявлять узел с наименьшим ресурсом работоспособности и делать выводы о перспективности продления срока эксплуатации всего ТГ.

3. Вибрационные методы контроля позволяют отслеживать изменения в состоянии статора и ТГ в

целом, оценивать ресурс работоспособности и возможность продления срока эксплуатации ТГ.

4. Наиболее эффективным способом решения проблемы поддержания частоты и напряжения в сети за счет обеспечения баланса активной и реактивной мощностей является применение АСТГ, которые обладают большими пределами устойчивости в режимах глубокого потребления реактивной мощности.

5. Параллельная установка АСТГ с синхронными ТГ на станциях позволяет исключить необходимость работы последних в режимах недо возбуждения, что определяет повышение надежности и долговечности ТГ, приводит к экономии топлива, позволяет работать с более высоким КПД и $\cos \varphi_{ном}$.

6. Установка параллельно с синхронными ТГ даже одного АСТГ обеспечит работу ТГ в пределах заданного срока эксплуатации, с расширением диапазона регулирования напряжения. Этим может быть обусловлена технико-экономическая заинтересованность электростанций в использовании АСТГ.

Литература

1. Шевченко В. В. Проблемы и основные направления развития электроэнергетики в Украине / В. В. Шевченко // Київ: Энергетика та електрифікація. - 2007. - № 7(287). - С. 11-16.
2. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. Группа Т00. Утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 15.11.89 г. № 3375.
3. Комплексная реконструкция блока мощностью 300 МВт Змиевской ТЭС. Адрес доступа: <http://tyrbn.ru/blog/2008-12-30-60.10.4.1>.
4. Shevchenko V. V. Influence of manufacturing quality of laminated core on a turbogenerator exploitation term / V. V. Shevchenko // Kharkov: NTU «KPI».
5. Шевченко В. В. Оценка технического состояния турбогенераторов ТЭС и АЭС при их работе в ненормальных режимах / В. В. Шевченко, А. В. Строкоус // Международный Симпозиум «Проблемы усовершенствования электрических машин і апаратів. Теорія і практика». - SIEMA-2015, 23-24.10.2015 р.
6. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. — Москва: СПО Союзтехэнерго, 1984. — 28 с.
7. Кошечев Л. А. Опыт исследований и рекомендации по повышению эффективности управления возбуждением генераторов в переходных режимах сложных энергосистем / Л. А. Кошечев, В. Л. Невельский // Москва: Труды НИИПТ. — 1977. - Вып.26. - С. 92-99.
8. Лабунец И. А. Асинхронизированные турбогенераторы, как средство повышения устойчивости и регулирования напряжения в электрических сетях / И. А. Лабунец, П. В. Сокур, Н. Д. Пинчук и др. // Москва: Электрические станции. - 2004. - № 8. - С. 26-32.
9. Довганюк И. Я. Системы возбуждения асинхронизированных турбогенераторов. / И. Я. Довганюк, Т. В. Плотникова, П. В. Сокур // Москва: Электрические станции. - 2004. - № 9. - С. 67-70.
10. Шевченко В. В. Перспективы использования асинхронизированных турбогенераторов для поддержания энергобаланса в электросетях/ В. В. Шевченко, Д. В. Потоцкий // Харьков: НТУ «ХПИ». — Сб. трудов Международного Симпозиума «Проблемы усовершенствования электрических машин і апаратів. Теорія і практика». - SIEMA-2016. - 27-28.10.2016 г.